

Technologiebericht

4.2b Power-to-gas

(Methanisierung biologisch)

innerhalb des Forschungsprojekts

TF_Energiewende

Jörg Kretzschmar

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Kretzschmar, J. (2017): Technologiebericht 4.2b Power-to-gas (Methanisierung biologisch). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Jörg Kretzschmar

Tel.: +49 431 / 2434 – 419

Fax: +49 431 / 2434 – 130

E-Mail: joerg.kretzschmar@dbfz.de

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116

04317 Leipzig

Review durch:

Bernhard Wern (Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme gGmbH)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	4
Tabellenverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	6
Zusammenfassung (Steckbrief)	8
1 Beschreibung des Technologiefeldes	10
1.1 Biologische Methanisierung unter Verwendung von Wasserstoff und Kohlendioxid	10
1.2 Bioelektrochemische Methanisierung	12
2 Stand F&E in Deutschland	13
2.1 Entwicklungsstand und –bedarf der biologischen Methanisierung	13
2.2 Entwicklungsstand und –bedarf der bioelektrochemischen Methanisierung	15
3 Bewertung der Relevanz öffentlicher Forschungsförderung	17
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	17
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	17
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	21
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	21
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen	22
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	22
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	23
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	23
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	24
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	24
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	25
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	25
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	25
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	27
5.1 Biologische Methanisierung	27
5.2 Bioelektrochemische Methanisierung	27
Literaturverzeichnis	28

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

B.A.U.	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
MBR	Methanbildungsrate
PtG	Power-to-Gas
LNG	Flüssiggas (Liquefied natural gas)
F&E	Forschung und Entwicklung
IEA	Internationale Energie Agentur (International Energy Agency)
TRL	Technologie-Reifegrad (Technology readiness level)

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
kJ	Kilojoule
MBR	Methanbildungsrate in $\text{L h}^{-1} \text{L}^{-1}$
$\Delta G_0'$	Änderung der freien Gibbs Energie unter biologischen Standardbedingungen (T: 298.15 K, p: 1.01325 bar, pH: 7)
TW	Terrawatt
PJ	Petajoule
Nm^3	Normkubikmeter
MW	Megawatt


Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1	Übersicht zu Demonstrationsanlagen zur biologischen Methanisierung in Deutschland -----	14
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der biologischen Methanisierung -----	17
Tab. 3-2	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der bioelektrochemischen Methanisierung -----	17
Tab. 3-3	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes der biologischen Methanisierung -----	18
Tab. 3-4	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe biologische Methanisierung -----	19
Tab. 3-5	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe bioelektrochemische Methanisierung -----	19
Tab. 3-6	Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologiegruppe biologische Methanisierung -----	21
Tab. 3-7	Jährlich substituierter Primärenergieeinsatz (fossiles Erdgas) durch die Technologiegruppe biologische Methanisierung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall -----	23
Tab. 3-8	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologiegruppe biologische Methanisierung -----	24
Tab. 3-9	Abhängigkeit der Technologiegruppe biologische Methanisierung von Infrastrukturen -----	25

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1	Prozessdiagramm der integrierten (in situ) biologischen Methanisierung in einem Biogasreaktor -----	11
Abb. 1-2	Prozessdiagramm der biologischen Methanisierung in einem externen Methanisierungsreaktor -----	11
Abb. 1-3	Prozessdiagramm der bioelektrochemischen Methanisierung -----	12

Zusammenfassung (Steckbrief)

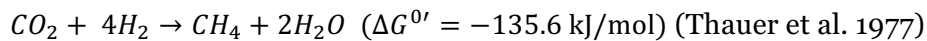
Technologiefeld_Nr. 4.2b Power-to-Gas (Biologische Methanisierung)	<div>Deutsches Biomasseforschungszentrum DBFZ gemeinnützige GmbH</div> 																																															
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf																																																
Beschreibung des Technologiefeldes																																																
– A: Biologische Methanisierung – B: Bioelektrochemische Methanisierung																																																
Technologische Reife: – A: Demonstration (TRL= 6-7) mit bisher 6 Demonstrationsanlagen / -verfahren in Dtl. – B: Technologieentwicklung (TRL= 2-3)																																																
Kritische Komponenten: – A: Technologie der H ₂ -Einbringung in die Flüssigphase bzw. vorgelagerte Elektrolyse – B: Elektrodenmaterial, Reaktorauslegung und Prozessentwicklung im Allgemeinen																																																
Entwicklungsziele																																																
– A: Verbesserung der Technologie, allgemeine Leistungssteigerung – B: Erhöhung des TRL																																																
Technologie-Entwicklung																																																
<table><tr><th rowspan="3">Jahr</th><th colspan="2">Referenz (BAU)</th><th colspan="2">Szenarienbereich DE_80 %</th><th colspan="2">Szenarienbereich DE_95 %</th></tr><tr><th colspan="2">Einheit</th><th colspan="2">TWh</th><th colspan="2">TWh</th></tr><tr><th>Min</th><th>Max</th><th>Min</th><th>Max</th><th>Min</th><th>Max</th></tr><tr><td>2020</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>2030</td><td>0</td><td>0</td><td>21</td><td>21</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>2040</td><td>0</td><td>0</td><td>52</td><td>52</td><td>4</td><td>4</td></tr><tr><td>2050</td><td>0</td><td>0</td><td>90</td><td>90</td><td>19</td><td>19</td></tr></table>		Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %		Einheit		TWh		TWh		Min	Max	Min	Max	Min	Max	2020	0	0	0	0	0	0	2030	0	0	21	21	0	0	2040	0	0	52	52	4	4	2050	0	0	90	90	19	19
Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %																																											
	Einheit		TWh		TWh																																											
	Min	Max	Min	Max	Min	Max																																										
2020	0	0	0	0	0	0																																										
2030	0	0	21	21	0	0																																										
2040	0	0	52	52	4	4																																										
2050	0	0	90	90	19	19																																										
Die angegebenen Werte stellen den im Konsortium abgestimmten Bedarf an strombasiertem Methan dar. Es erfolgt keine Differenzierung zwischen thermochemischer (Technologiefeld 4.2a) und biologischer Methanisierung (dieses Technologiefeld). Unabhängig von den relativ niedrigen geschätzten Werten wäre insgesamt eine Methanproduktion von theoretisch max. 34-140 TWh auf Basis geeigneter und verfügbarer CO ₂ Quellen möglich (CO ₂ aus Biogas-, Biomethan- und Bioethanolproduktion in Deutschland).																																																
F&E-Bedarf																																																
– A: Großserientaugliche Produktionskonzepte, Verbesserung der H ₂ Einbringung – B: Grundlagenforschung im Bereich Mikrobiologie, Elektrodenmaterial, Gasmanagement, allgemeine Leistungssteigerung, sehr hohes technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko																																																

B) Multikriterielle Bewertung (nur Technologie A)
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
<ul style="list-style-type: none"> – Hohe THG-Einsparung möglich, insbesondere bei der Verwendung von atmosphärischem CO₂. Hinweis: es kann nur die installierte Anlagenleistung in die THG-Einsparung eingerechnet werden. – Demgegenüber jedoch sehr hohe Kosten, die insbesondere von der Bereitstellung der notwendigen Ressourcen H₂ (Elektrolyse) und CO₂ abhängen.
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
Strombasiertes Methan kann Erdgas als Primärenergieträger ersetzen. Je nach Jahr und THG Szenario ergibt sich eine Einsparung von fossilem Erdgas zwischen 14 und 324 PJ/a (netto).
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
Kostensenkung durch Skaleneffekte bei Einstieg in die Serienproduktion sind möglich, es besteht aber ein starker Einfluss der H ₂ Bereitstellung (Elektrolyse) auf den Endpreis des Methans
Inländische Wertschöpfung
z. Zt. keine Aussagen möglich → F&E Bedarf
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
Wettbewerbsfähig, insbesondere durch schnellen Ausbau von Demonstrationsanlagen, teilweise noch Grundlagenforschung bezüglich spezifischer Fragestellungen notwendig (H ₂ Einbringung, Mikrobiologie und Leistungssteigerung)
Gesellschaftliche Akzeptanz
z. Zt. keine Aussagen möglich → F&E Bedarf
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
z. Zt. keine Aussagen möglich → F&E Bedarf
Abhängigkeit von Infrastrukturen
Neue Infrastrukturen sind nicht notwendig; es besteht aber eine Abhängigkeit vom Erdgasnetz (Einspeisepunkte) und geeigneten CO ₂ Quellen (Quantität und Qualität).
Systemkompatibilität
<ul style="list-style-type: none"> – Bei einem großen Anlagenbestand sind insbesondere Rückwirkungen auf das Gasnetz (Einspeisung) und das Stromnetz (Bedarf an Elektrolysewasserstoff) zu erwarten. – Es besteht eine Synergie zwischen biologischer Methanisierung und Biogas-/ und Biomethananlagenbestand (CO₂ Quelle). – Konkurrenz zur thermochemischen Methanisierung (Technologiefeld 4.2a). Beide Technologien sind in der Lage, strombasiertes Methan bereitzustellen. Die thermochemische Methanisierung ist eher für große Anlagen (>100 MW) und die biologische Methanisierung eher für kleine Anlagen geeignet (einstelliger MW Bereich, siehe auch Synergie zu Biogas / Biomethananlagen)

1 Beschreibung des Technologiefeldes

1.1 Biologische Methanisierung unter Verwendung von Wasserstoff und Kohlendioxid

Biologische Methanisierung umschreibt die Reduktion von Kohlendioxid mit Wasserstoff zu Methan durch biologische Katalysatoren, genauer hydrogenotrophe Archaeen. Dieser biochemische Prozess wird auch hydrogenotrophe Methanogenese genannt und ist einer der finalen Schritte des Biogasprozesses:



Je nach optimalem Temperaturbereich der beteiligten Mikroorganismen kann der Prozess unter mesophilen (35-40 °C) als auch thermophilen Bedingungen (40-70 °C) ablaufen (Gerardi 2003).

Entsprechend der Stöchiometrie der Reaktion müssen zur Produktion von Methan, Kohlendioxid und Wasserstoff im Verhältnis 1:4 bereitgestellt werden. Bei der Verwendung der biologischen Methanisierung im Rahmen des „Power to Gas“ Konzeptes wird der benötigte Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Quellen (z. B. von Wind- und Solarstrom) bereitgestellt. Häufig wird in diesem Zusammenhang die Verwendung von „Überschussstrom“ diskutiert, wobei für das Marktpotenzial zu klären bleibt, inwiefern die biologische Methanisierung wirtschaftliche Vorteile gegenüber anderen Verwendungen des „Überschussstroms“, z. B. Wärmebereitstellung (Power-to-Heat), generieren kann. Das benötigte Kohlendioxid kann aus verschiedenen Quellen bezogen werden, z. B. aus Biomethan- und Biogasanlagen, anaeroben Fermentationsprozessen (z. B. Ethanolherstellung), der Ammoniaksynthese, industriellen Verbrennungsprozessen oder direkt aus der Atmosphäre.

Die biologische Methanisierung wird derzeit mit Hilfe von zwei Technologiekonzepten umgesetzt:

- 1 | Integrierte Methanisierung des Kohlendioxids aus dem Biogasprozess (in situ Methanisierung, siehe Abb. 1-1) oder
- 2 | Biologische Methanisierung in externen Reaktoren (z. B. unter Verwendung spezieller Mikroorganismen, siehe Abb. 1-2).

Bei der in situ Methanisierung wird Wasserstoff direkt in den Biogasprozess eingespeist und das im Biogasprozess gebildete Kohlendioxid durch die vorhandenen methanogenen Archaeen zu Methan reduziert. Diese Art der Bereitstellung von Biomechan bedarf daher immer der „Kombination“ der herkömmlichen Biogaserzeugung aus organischen Reststoffen oder nachwachsenden Rohstoffen mit der Einspeisung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff oder wasserstoffreichen Prozessgasen, z. B. aus der thermochemischen Vergasung von Biomasse (Luo und Angelidaki 2013a; Youngsukkasem et al. 2015).

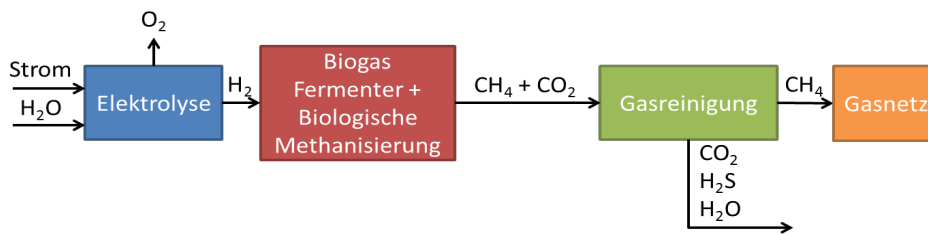


Abb. 1-1 Prozessdiagramm der integrierten (in situ) biologischen Methanisierung in einem Biogasreaktor

Quelle: Eigene Darstellung nach Götz et al. (2014)

Ein Vorteil dieses Prozesses ist die mögliche Integration in die bereits bestehende Infrastruktur (Biogas- oder Klärgasanlagen) und die prozessintegrierte Methan-anreicherung des Biogases. Dadurch kann eine nachfolgende Abscheidung von Kohlendioxid minimiert werden. Die Reinigung des Gases von Schwefelwasserstoff ist nach wie vor notwendig. Inwiefern zur Erreichung von Methangehalten >90 % eine nachträgliche Entfernung von Kohlendioxid entfallen kann, hängt von der Effektivität der biologischen Methanisierung ab. Beim Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen werden erzielbare Methananteile von ca. 75 % genannt (Götz et al. 2014). Für die Verwendung von organischen Reststoffen werden bis zu 97 % aufgeführt (Götz et al. 2014). Dies hängt jedoch sehr stark von der Stoffstrombehandlung bis zur Anlage sowie der Art der Stoffströme ab. Die Methanbildungsrate (MBR) ist abhängig von der Kohlendioxidbereitstellung im Biogasprozess und damit relativ langsam (< 0.1 h⁻¹) (Götz et al. 2016). Der Vorteil der biologischen Methanisierung in speziell dafür vorgesehenen Reaktoren (siehe Abb. 1-2) ist die Möglichkeit, sowohl die Prozessführung als auch das Mikrobiom auf den Prozess der hydrogenotrophen Methanogenese auszurichten. Das benötigte Kohlendioxid kann in diesem Fall aus verschiedensten Quellen stammen, muss aber, genau wie der Wasserstoff, aktiv und in konzentrierter Form dem Prozess zugeführt werden (Götz et al. 2016).

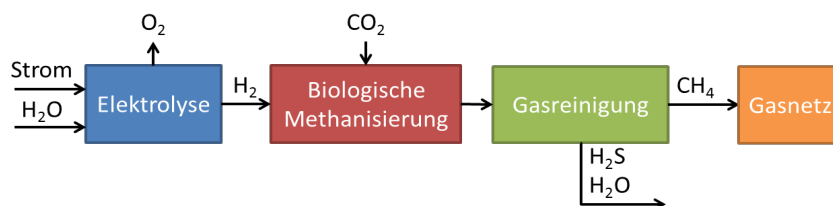


Abb. 1-2 Prozessdiagramm der biologischen Methanisierung in einem externen Methanisierungsreaktor

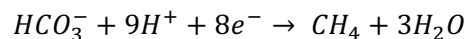
Quelle: Eigene Darstellung nach Götz et al. (2014)

Ein Vorteil der biologischen Methanisierung (beide Verfahrensansätze) gegenüber seinem thermochemischen Pendant, dem Sabatier Prozess (siehe auch *Technologiefeld 4.2a: Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch)*), ist die Toleranz der biologischen Katalysatoren gegenüber Verunreinigungen in den Eduktgasströmen (Kohlendioxid und Wasserstoff). Gasbestandteile wie z. B. Schwefelwasserstoff und Ammoniak wirken sich erst bei weitaus höheren Konzentrationen negativ auf

den Prozess aus (siehe auch Literatur zur Hemmung des Biogasprozesses, z. B. Bauer et al. (2009); Bayrisches Landesamt für Umwelt (2007); Bischofsberger et al. (2004); FNR (2013); Gerardi (2003)). Demgegenüber kann die thermochemische Methanisierung weitaus höhere MBR erzielen (Graf et al. 2014). Nach derzeitigem Wissensstand kann die biologische Methanisierung schnell auf Laständerungen, also die zeitlich variable Zufuhr von Wasserstoff und Kohlendioxid, reagieren (Graf et al. 2014). Dieses Verhalten stellt eine ideale Voraussetzung für die Verwendung von regenerativ erzeugtem Überschussstrom zur Wasserstofferzeugung dar (siehe auch *Technologiefeld 4.1: Power-to-gas (Wasserstoff)*). An dieser Stelle bleibt allerdings die Frage offen, inwieweit die Wasserstoffbereitstellung mittels Elektrolyse derartige Lastwechsel technisch und vor allem auch ökonomisch umsetzen kann. Da die biologische Methanisierung in wässriger Umgebung stattfindet, müssen die beiden Edukt-Gase ebenfalls gelöst vorliegen. Die schlechte Löslichkeit von Wasserstoff stellt hier eine zentrale Herausforderung bei der technischen Umsetzung dar.

1.2 Bioelektrochemische Methanisierung

Ein in weiten Teilen noch unerforschter Ansatz zur direkten Umwandlung von Strom in Methan ist die bioelektrochemische Methanisierung (oder Elektromethanogenese) (Clauwaert und Verstraete 2009; Geppert et al. 2016; Koch et al. 2015; Xu et al. 2014; Zhen et al. 2015). Bei diesem Prozess nutzen elektroaktive Mikroorganismen (Koch und Harnisch 2016) elektrochemisch bereitgestellte Elektronen bzw. Wasserstoff zur Reduktion von Kohlendioxid zu Methan (Geppert et al. 2016):



Die Elektronen werden den Mikroorganismen über in den Fermenter integrierte Elektroden zur Verfügung gestellt. Grundsätzlich wird hier zwischen zwei Wegen unterschieden, dem direkten und dem indirekten Elektronentransfer von der Elektrode zu den Mikroorganismen (Schröder et al. 2015). Beim direkten Elektronentransfer siedeln sich Mikroorganismen auf der Elektrodenoberfläche an und nutzen die bereitgestellten Elektronen für die Erzeugung von Wasserstoff bzw. Methan. Beim indirekten Elektronentransfer werden Mediatoren an der Elektrodenoberfläche reduziert und übertragen die Elektronen an die Mikroorganismen. Ein Sonderfall stellt in-situ hergestellter Wasserstoff dar, der dann direkt von methanogenen Archaeen zur Reduktion von Kohlendioxid zu Methan verwendet wird. Ein Vorteil der bioelektrochemischen Methanisierung ist, dass Wasserstoff nicht mehr dem Reaktor zugeführt werden bzw. in der Flüssigphase gelöst werden muss. Andererseits sind die in der Literatur genannten MBR noch relativ niedrig ($0.13 - 303 \text{ L CH}_4 \text{ m}^{-2} \text{ Elektrodenoberfläche d}^{-1}$ (Geppert et al. 2016)). Diese Daten beziehen sich alle auf den Labormaßstab. Abb. 1-3 zeigt ein Prozessdiagramm der bioelektrochemischen Methanisierung.

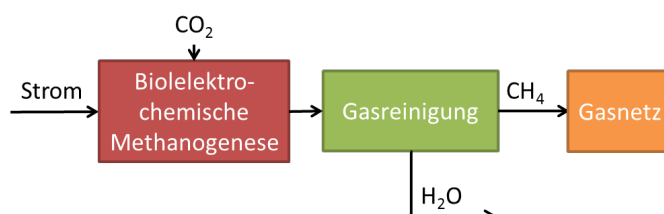


Abb. 1-3 Prozessdiagramm der bioelektrochemischen Methanisierung

2 Stand F&E in Deutschland

2.1 Entwicklungsstand und –bedarf der biologischen Methanisierung

Die Grundlagen der biologischen Methanisierung sind gut erforscht. Auf Laborebene konnte neben der Toleranz gegenüber Störstoffen wie z. B. Sauerstoff, Ammoniak und Schwefelwasserstoff bereits eine gute Lastflexibilität sowie Langzeitstabilität der biologischen Methanisierung gezeigt werden. Damit ist eine wesentliche Voraussetzung für die Erzeugung von Methan aus flexibel erzeugtem, regenerativem Strom gegeben (Graf et al. 2014). Weiterhin wurden in der Vergangenheit verschiedene Reaktorkonzepte zur technischen Umsetzung im Labor erprobt. Hierbei sind insbesondere die Verwendung von Rührkesselreaktoren, Fest- und Rieselbettreaktoren zu nennen. Die Verwendung von Rührkesselreaktoren in Kombination mit thermophilen Archaeen zeigte bezogen auf die MBR, mit $28,7 \text{ L h}^{-1} \text{ L}^{-1}$ (Nishimura et al. 1992) bzw. $7,7 \text{ L h}^{-1} \text{ L}^{-1}$ (Rittmann et al. 2012) die bisher besten Ergebnisse im Labormaßstab. Generell konnte gezeigt werden, dass mit einem thermophilen Methanisierungsprozess die spezifische MBR verdoppelt werden kann (Götz et al. 2016). Ebenso begünstigt die Verwendung spezieller Kulturen thermophiler Archaeen bzw. Reinkulturen von z. B. *Methanothermobacter thermoautotrophicus* oder *Methanothermobacter marburgensis* den Prozess, da diese hohe spezifische MBR aufweisen. Im Demonstrationsmaßstab wurden von der Krajete GmbH und der MicrobEnergy GmbH verschiedene Verfahrenskonzepte entwickelt und getestet (Graf et al. 2014):

- 1 | Integration der biologischen Methanisierung in NawaRo Biogasanlagen
- 2 | Integration in Bioabfallanlagen
- 3 | Separater Reaktor zur biologischen Methanisierung mit einer Spezial- oder Reinkultur und Verwendung von Biogas als CO_2 -Quelle
- 4 | Separater Reaktor mit einer Spezial- oder Reinkultur und Verwendung von CO_2 aus der Biogasaufbereitung
- 5 | Separater Reaktor mit einer Reinkultur und Verwendung von aufbereitetem Rauchgas als CO_2 -Quelle.

Insgesamt existieren in Deutschland 6 Demonstrationsanlagen bzw. -vorhaben zur biologischen Methanisierung im Technikums- bzw. Pilotmaßstab (Tab. 2-1). Trotz dieser relativ hohen Anzahl an Demonstrationsanlagen und unabhängig von der technischen Umsetzung (in situ oder externe biologische Methanisierung) ist die Wasserstoffversorgung der Mikroorganismen nach wie vor der limitierende Schritt bei der biologischen Methanisierung (Jud et al. 1997; Pauss et al. 1990). Wasserstoff und Kohlendioxid müssen gelöst vorliegen um von den Mikroorganismen verwertet zu werden. Aufgrund der schlechten Löslichkeit von Wasserstoff besteht hier die zentrale Herausforderung bei der weiteren technischen Umsetzung. Bisher wurde versucht, dieses Problem mit erhöhtem Prozessdruck und erhöhter Durchmischung sowie dem Einsatz von Hohlfasermembranen zu lösen (Graf et al. 2014; Luo und Angelidaki 2013b).

Tab. 2-1 Übersicht zu Demonstrationsanlagen zur biologischen Methanisierung in Deutschland

Betreiber und Standort	Methanisierung/Reaktortyp	CH ₄ (Nm ³ /h)
Gicon, BTU Cottbus	Ex situ / Rieselbettreaktor	1
MicroPyros GmbH, Straubing	Ex situ	0,4
MicrobEnergy GmbH, Schwandorf	In situ	5,3
MicrobEnergy GmbH, Allendorf	Ex situ / Druck-Rührkesselreaktor	15-55
Hochschule Ostwestfalen-Lippe, Institut für Lebensmitteltechnologie, Lemgo	Ex situ	unbekannt
Prüf- und Forschungsinstitut Pirmasens e.V.	Ex situ / Druck-Rieselbettreaktor	unbekannt

Quelle: Deutsche Energieagentur (2017)

Neben der Verbesserung der Einbringung des Wasserstoffs kann die Effizienz des Gesamtsystems über eine Erhöhung der Zelldichte bzw. eine gezielte Auswahl bzw. Modifikation der biologischen Katalysatoren, also der methanogenen Archaeen, erreicht werden. Mögliche Ansätze sind hier die Entwicklung von molekularen Markern zur schnellen Identifikation potentiell geeigneter Mikroorganismen (DNA und Proteinmarker für hydrogenotrophe Archaeen) sowie die gezielte Selektion und genetische Modifikation zur Leistungssteigerung der Mikroorganismen. Speziell für den Fall der in-situ Methanisierung in bestehenden Biogasanlagen muss die Langzeitauswirkung der Wasserstoffeinbringung auf das Mikrobiom und damit auf die Stabilität des Prozesses (mögliche Unterdrückung der Acetogenese) noch genauer untersucht werden.

Auf technoökonomischer Ebene ist die biologische Methanisierung eher für kleinere Anlagengrößen (einstelliger MW Bereich) geeignet (Graf et al. 2014). Hier bietet sich auch die Integration in die bestehende Biogasanlagenstruktur an. Voraussetzung bleibt die Anschlussfähigkeit derartiger Anlagen an das Erdgasnetz. Das thermochemische Pendant, der Sabatier Prozess, ist aufgrund der höheren Effizienz bzw. kleinerer Reaktoren für größere Anlagenkonzepte (~ 100 MW) geeignet (Graf et al. 2014). Unabhängig von der eingesetzten Methanisierungstechnologie (biologisch oder thermochemisch) besteht vor dem Hintergrund des Einsatzes von PtG zur Netzstabilisierung bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien ein übergeordneter F&E-Bedarf bezüglich folgender Punkte:

- Zwischenspeicherung von Elektrolysewasserstoff
- Kostenentwicklung und Flexibilisierungspotenzial der Elektrolyse
- verfügbare Mengen Kohlendioxid, insbesondere aus ökonomischer Sicht

Die Verfügbarkeit von konzentriertem Kohlendioxid ist eine Grundvoraussetzung für die Etablierung der biologischen Methanisierung. In der bisherigen wissenschaftlichen Diskussion wird dabei oft Kohlendioxid aus Biogas- (in situ Methanisierung) oder Biomethananlagen bzw. Fermentationsprozessen angeführt. Abgase aus Verbrennungsprozessen eignen sich in der Regel nur bedingt, da Kohlendioxid hier nur

ein Teil eines komplexen Gasgemisches ist und dementsprechend angereichert werden muss. Der technische Aufwand bedingt eine Preissteigerung des Kohlendioxids und damit des gesamten Prozesses. Diese ökonomische Herausforderung tritt bei Verwendung von atmosphärischem Kohlendioxid noch mehr in den Vordergrund.

Dem Problem der Zwischenspeicherung von Wasserstoff kann auf F&E Ebene beispielsweise mit der bioelektrochemischen Methanisierung begegnet werden (siehe nächstes Kapitel), wenngleich hier die Fragen nach der MBR und Prozessflexibilität noch weitgehend ungeklärt sind.

2.2 Entwicklungsstand und –bedarf der bioelektrochemischen Methanisierung

Die bioelektrochemische Methanisierung ist im Gegensatz zur biologischen Methanisierung noch weitgehend unerforscht. Es existieren keine Demonstrationsanlagen, Forschungsergebnisse liegen nur auf Laborebene vor. Einen guten Überblick zum Stand der Entwicklung gibt (Geppert et al. 2016). Bisher konnten grundlegende Aussagen zu möglichen Elektronentransfer-Mechanismen zwischen der Elektrode (Kathode) und den entsprechenden Mikroorganismen getroffen werden (siehe Kapitel 1.2). Es ist bisher aber noch unklar, welcher Elektronentransferweg und welche Kombination von Elektrodenmaterial und Mikroorganismus bzw. mikrobieller Gemeinschaft die beste MBR erzielt. Deutzmann und Spoormann konnten zeigen, dass z. B. die Verwendung definierter Co-Kulturen von Eisen oxidierenden Bakterien und methanogenen Archaeen Vorteile gegenüber Rein- und Mischkulturen bei der bioelektrochemischen Methanisierung haben können (Deutzmann und Spormann 2016). Generell zeigen die bisher erzielten MBR der bioelektrochemischen Methanogenese eine weite Spannbreite, liegen aber bereits im Bereich der biologischen Methanisierung.

- MBR bioelektrochemische Methanisierung: $0,005 - 12,6 \text{ L h}^{-1} \text{ m}^{-2} \text{ Elektrodenoberfläche}$
- MBR biologische Methanisierung: $7,7 - 28,7 \text{ L h}^{-1} \text{ L}^{-1} \text{ Reaktorvolumen}$

Der klare Vorteil dieser Technologie liegt in der Vermeidung der Wasserstoffbereitstellung mittels Elektrolyse und der damit in Zusammenhang stehenden Wasserstoffspeicherung. Ob die bioelektrochemische Methanisierung in der Lage ist, auf flexible Strombereitstellung zu reagieren, muss noch geklärt werden. Wie auch bei der biologischen Methanisierung muss es Gegenstand weiterer F&E Bemühungen sein, die MBR zu erhöhen um die Elektrodenoberfläche bzw. das Reaktorvolumen und damit die Investitionskosten möglichst niedrig zu halten. Aufgrund der relativ niedrigen MBR bei der bioelektrochemischen Methanisierung muss die CO_2 Einbringung in den Reaktor an die MBR bzw. die intermediäre H_2 Produktion angepasst werden, um eine Verdünnung des Produktgasstromes zu vermeiden. An dieser Stelle müssen noch weitere F&E Bemühungen unternommen werden, um z. B. geeignetes Membranmaterial und andere technische Lösungen zur Einbringung von Kohlendioxid zu identifizieren bzw. anzupassen. Wie auch bei der biologischen Methanisierung muss auf mikrobiologischer Ebene gezielt nach geeigneten Stämmen bzw. -kulturen gesucht werden. Auch hier kann die Identifikation und Bereitstellung von molekularbiologischen Markern und gezielte Selektion bzw. Modifikation von Mikroorganismen zielführend sein. Auf elektrochemischer Ebene ist insbesondere die

Identifikation und Modifikation geeigneter Elektrodenmaterialien notwendig. Vor der Entwicklung von Demonstrationsanlagen muss noch das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten im Labormaßstab optimiert werden.

3 Bewertung der Relevanz öffentlicher Forschungsförderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Die Vorlaufzeit bei der Entwicklung der biologischen Methanisierung richtet sich neben der notwendigen Weiterentwicklung der Technologie (insbesondere Wasserstoff-feinbringung und Erhöhung der MBR) sowie der übergeordneten Technologiefelder (z. B. Elektrolyse inkl. Wasserstoffspeicherung, siehe auch *Technologiefeld 4.1: Power-to-gas (Wasserstoff)*) nach dem Bedarf an strombasiertem Methan (siehe Kriterium 3: Marktpotenziale). Die Angaben zu den Vorlaufzeiten können nur geschätzt werden, da keine Studien existieren, die diese explizit ausweisen. Die Anwendung technologischer Lernkurven wäre ein erster, relativ einfach umsetzbarer Ansatz.

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der biologischen Methanisierung

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input checked="" type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

Wie in Kapitel 2.2 ausgeführt, besteht für diese Technologie teilweise noch Bedarf an Grundlagenforschung im Labormaßstab. Aus diesem Grund werden erheblich höhere Vorlaufzeiten wie bei der biologischen Methanisierung erwartet.

Tab. 3-2 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung der bioelektrochemischen Methanisierung

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen, der öffentlicher Förderung sowie der wissenschaftlichen Entwicklung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen

Szenarienbereich DE_80 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input checked="" type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>
Szenarienbereich DE_95 %	bis 2020 <input type="checkbox"/>	bis 2030 <input type="checkbox"/>	bis 2040 <input type="checkbox"/>	bis 2050 <input checked="" type="checkbox"/>	nach 2050 <input type="checkbox"/>

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Teilkriterium 2.1 Entwicklungsstadium

Da erhebliche Unterschiede zwischen der biologischen Methanisierung (T1) und der bioelektrochemischen Methanisierung (T2) bestehen, wird die Bewertung des Entwicklungsstadiums auf Ebene der beiden beschriebenen Technologiegruppen (T1 und T2) und nicht auf Ebene des Technologiefeldes durchgeführt.

Das Entwicklungsstadium der biologischen Methanisierung kann aufgrund bestehender Demonstrationsanlagen und –vorhaben dem TRL 7 zugeordnet werden. Die bioelektrochemische Methanisierung befindet sich noch im Stadium der Technologieentwicklung, wobei in den letzten Jahren auch ein wachsendes Interesse der wis-

senschaftlichen Gemeinschaft erkennbar ist. Die Einordnung erfolgt aufgrund vorliegender Studien, z. B. Geppert et al. (2016), zu TRL 3.

Tab. 3-3 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes der biologischen Methanisierung

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	TF	T1	T2
Grundlagenforschung				
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung				
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration				
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung				
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

TF = Technologiefeld, TRL= Technology Readiness Level

T1 = biologische Methanisierung, T2: bioelektrochemische Methanisierung

Teilkriterium 2.2 Technisches und wirtschaftliches F&E-Risiko

Die technischen Entwicklungsrisiken der biologischen Methanisierung sind insbesondere im Bereich des Gasmanagements, also der Einbringung von Wasserstoff, angesiedelt. Aus wirtschaftlicher Sicht sind die Verfügbarkeit von Kohlendioxid (siehe auch Rohstoffrisiken) und vor allem die zukünftige Verfügbarkeit von günstigem Strom zur Bereitstellung von Elektrolysewasserstoff und damit der Wasserstoffpreis ausschlaggebend für die Entwicklung der Technologie. In der vorliegenden Bewertung wird von einem Wasserstoffpreis von 73 – 170 €/MWh H₂ (2020 / 2030) bzw. 34 – 72 €/MWh H₂ (2040 / 2050) ausgegangen (Manfred Fishedick et al. 2017 angepasst durch ZSW). Weiterhin stellen die Bereitstellungskosten von Kohlendioxid einen Unsicherheitsfaktor in der Bewertung dar. Je nach verfügbarer Kohlendioxidquelle (z. B. Biogas- oder Biomethananlagen bzw. atmosphärisches Kohlendioxid,

siehe auch Kapitel 2.1) ist aufgrund der teilweise notwendigen Aufreinigung mit einer großen Preisspanne zur rechnen.

Tab. 3-4 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe biologische Methanisierung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Die technischen Entwicklungsrisiken sind für die bioelektrochemische Methanisierung aufgrund des niedrigen TRL 3 (siehe Tab. 3-3) weitaus größer als für die biologische Methanisierung. Auf wirtschaftlicher Seite gelten für die bioelektrochemische Methanisierung insbesondere die oben genannten Risiken bezüglich der Verfügbarkeit von Kohlendioxid. Die Bereitstellungskosten und -pfade für den Wasserstoff spielen hier keine Rolle mehr, da dieser in situ oder gar nicht produziert wird.

Tab. 3-5 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit der Technologiegruppe bioelektrochemische Methanisierung

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Teilkriterium 2.3 Rohstoffrisiken

Bei der biologischen Methanisierung bestehen keine Rohstoffrisiken im klassischen Sinne, da keine speziellen Katalysatoren oder andere hochwertige Stoffe benötigt werden. Es stellt sich eher die Frage nach der Verfügbarkeit bzw. den Kosten für die Einsatzstoffe Wasserstoff und Kohlendioxid. Für Wasserstoff werden Bereitstellungskosten von 6-8 €/kg als realistisch angenommen (Manfred Fishedick et al. 2017). Kohlendioxid kann in gewissem Umfang kostengünstig zur Verfügung gestellt werden. Dies betrifft vor allem Kohlendioxid aus Biogas- (integrierte Methanisierung) oder Biomethananlagen bzw. die Bioethanolherstellung (Gärungskohlensäure). Die Aufreinigungskosten bei Biomethananlagen werden beispielsweise mit ca. 90 €/t CO₂ angenommen (Hermann et al. 2014). Andere Kohlendioxidquellen wie z. B. Rauchgas müssen immer die niedrige Konzentration an Kohlendioxid und damit weitere Kosten für die Aufreinigung berücksichtigt werden. Bei Szenarien mit einem sehr hohen prognostizierten Bedarf an strombasiertem Methan (Purr et al. 2016), muss langfristig auf atmosphärisches Kohlendioxid zurückgegriffen werden. Der

damit in Zusammenhang stehende Preis für Kohlendioxid kann bis zu 500 €/t CO₂ betragen (Robert Socolow et al. 2011).

Bei der bioelektrochemischen Methanisierung können in Zukunft Edelmetalle für die Herstellung der Elektroden sowie besondere Elektrodengeometrien eine Rolle spielen. Derzeit ist aber noch nicht klar inwieweit überhaupt derartige Materialien benötigt werden bzw. ob nicht kostengünstige Standardmaterialien wie z. B. Graphit oder Edelstahl ausreichend sind, da die katalytischen Eigenschaften auch von den Mikroorganismen ausgehen können und nicht zwangsläufig vom Elektrodenmaterial.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

Eine detaillierte Bewertung des Technologiefeldes kann derzeit nur unvollständig vorgenommen werden, da aufgrund der geringen technischen Umsetzung und nicht vorhandener kommerzieller Anlagen nicht genügend Daten vorliegen. Da die Datenlage für die bioelektrochemische Methanisierung aufgrund des niedrigen TRL 3 noch weniger Daten vorliegen, wird diese im folgenden Abschnitt nicht bewertet. Alle Kriterien werden nur auf die biologische Methanisierung angewendet. Insbesondere bei kritischen Parametern wie z. B. Marktpotenzial, Energie- und Kosteneffizienz, Wertschöpfung und Akzeptanz wird aber aufgrund der unzureichenden Datenlage Abstand von einer Schätzung genommen. Lücken in der Bewertung von Kriterien werden kurz erläutert und sind prinzipiell als F&E Bedarf zu werten.

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Die erzeugbare Menge an Methan hängt vom verfügbaren Überschussstrom zur Bereitstellung von Elektrolysewasserstoff und von dessen Preis ab. Weiterhin spielen die räumliche Verfügbarkeit und der Preis von konzentriertem Kohlendioxid eine entscheidende Rolle (siehe Rohstoffrisiken, Seite 19). Im folgenden Abschnitt werden daher nur semi-quantitative Einschätzungen bzw. des im Projektkonsortium abgestimmte Ausbauhorizonts für strombasiertes Methan aufgeführt.

Tab. 4-1 Analyse des nationalen Marktpotenzials für die Technologiegruppe biologische Methanisierung

Jahr	Referenz (BAU)		Szenarienbereich DE_80 %		Szenarienbereich DE_95 %	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Einheit	TWh		TWh		TWh	
2020	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	21	21	0	0
2040	0	0	52	52	4	4
2050	0	0	90	90	19	19

Bei den in Tab. 4-1 dargestellten Werten erfolgt keine Differenzierung zwischen thermochemischer (Technologiefeld 4.2a) und biologischer Methanisierung (Technologiefeld 4.2b), da beide Technologien in Konkurrenz treten können. Der vom Konsortium prognostizierte Bedarf an strombasiertem Methan wird als eher gering eingeschätzt. Dies ist insbesondere eine Folge der hinterlegten Technologien mit starkem Fokus auf Wasserstoffbasierte Technologien im DE_95 % Szenario. Die subjektive Einschätzung lässt vor allem bei der Berücksichtigung von strombasiertem Methan für den Schwerlasttransport bzw. Langstreckenverkehr (z. B. Liquid natural gas, LNG) einen weitaus höheren Bedarf an Methan zu. An dieser Stelle sei auch das vom UBA herausgegebene Positionspapier „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ (Lehmphul 2014; Purr et al. 2016) genannt, welche aufgrund des sehr hohen THG Emissionsreduktionspotenzials von strombasiertem Methan einen Gesamtbe-

darf (energetisch) von über 1.000 TWh ausweist. Unabhängig des realen Bedarfs ist eine Produktion von strombasiertem Methan von maximal 34 TWh (Hermann et al. 2014) bis 140 TWh (DBFZ, eigene Berechnung) auf Basis geeigneter und verfügbarer Kohlendioxidquellen in Deutschland denkbar. Dies bezieht sich in erster Linie auf Kohlendioxid aus der Biogas-, Biomethan- und Bioethanolproduktion. Die Biogasproduktion stellt hier derzeit mit Abstand die größte und am einfachsten zu erschließende Kohlendioxidquelle dar. Verschiedene Studien, wie z. B. Dotzauer et al. (2016); Guss et al. (2016); Lehmphul (2014), prognostizieren allerdings aufgrund politischer Rahmenbedingungen eher einen Rückbau für diese Kohlendioxidquellen bis 2030, insbesondere Biogas. Dadurch kann das Marktpotenzial für Kohlendioxid wesentlich geringer ausfallen und ist als gefährdet einzuschätzen.

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen

Die Quantifizierung der vermiedenen THG Emissionen durch die biologische Methanisierung erfordert einen individuellen Ansatz. Kohlendioxid wird zwar als Rohstoff verbraucht, aber nach der energetischen Nutzung im gleichen Maße wieder freigesetzt. Es findet also nur eine kurzzeitige Bindung von Kohlendioxid statt und keine Einsparung im Vergleich zur Energiebereitstellung aus erneuerbaren Quellen. Als Einsparung kann theoretisch nur die Menge an CO₂-Äquivalenten gewertet werden, die durch die installierte Anlagenkapazität dauerhaft im Kreislauf gefahren werden kann. Ein Beispiel wäre die Verwendung von Kohlendioxid aus der Biomethanproduktion auf Basis nachwachsender Rohstoffe oder landwirtschaftlicher Abfälle. Das beim Wachstum der Pflanzen gebundenen CO₂ wird nach der Abscheidung der biologischen Methanisierung zur Verfügung gestellt und bei der energetischen Verwertung des strombasierten Methans wieder emittiert. In diesem Fall ist die Vermeidung der THG Emission durch die Biomethanproduktion ausschlaggebend für die Gesamtbilanz. Hier sind jedoch die methodischen Fragen der Bilanzierung noch nicht abschließend bewertet und selbst als F&E Bedarf einzuschätzen.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Teilkriterium 5.1 Energieeffizienz

Methan aus der biologischen Methanisierung kann Erdgas direkt als Primärenergieträger ersetzen. Die in Tab. 4-2 dargestellten Mengen an substituiertem Erdgas entsprechen den in Tab. 4-1 dargestellten Ausbauzielen. Für die Bereitstellung dieser Mengen muss aufgrund der Wirkungsgradverluste entlang der Bereitstellungskette aber mehr Energie auf Basis von Strom aus erneuerbaren Quellen bereitgestellt werden. Unter Einbezug des Wirkungsgrades der biologischen Methanisierung inkl. Elektrolyse von $\eta = 53 - 69 \%$ (Graf et al. 2014) ergibt für die Bereitstellung der substituierten Menge Erdgas Energiebedarf von 27 PJ (DE_95 % 2020, $\eta = 53$) bis 470 PJ (DE_80 % 2050, $\eta = 69$). Die katalytische Methanisierung (Sabatier Prozess) weist ähnliche Wirkungsgrade auf, nur kann hier durch die Integration der anfallenden Wärme in den Gesamtprozess (z. B. Biogasreaktor oder Gasaufbereitung bzw. Eigenstromerzeugung) der Gesamtwirkungsgrad auf über 80 % gesteigert werden (Graf et al. 2014).

Tab. 4-2 Jährlich substituierter Primärenergieeinsatz (fossiles Erdgas) durch die Technologiegruppe biologische Methanisierung in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020	0	0
2030	6	0
2040	187	14
2050	324	68

Teilkriterium 5.2 Ressourceneffizienz

Für die biologische Methanisierung werden keine kritischen Rohstoffe verbraucht, auch Konkurrenzdruck spielt keine Rolle, da alle Grundstoffe vorhanden sind.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Für eine ausführliche Bewertung der Kosteneffizienz der biologischen Methanisierung liegen noch nicht genügend Daten vor. Derzeit stehen nur Daten zum spezifischen Investitionsaufwand bzw. den Erzeugungskosten für Methan zur Verfügung. Die im Folgenden genannten Kosten beziehen sich alle auf die „Technoökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas Konzepten“ (Graf et al. 2014). Bei der Erzeugung von Methan mittels biologischer Methanisierung werden derzeit ca. 2,5 – 6 ct/kWh Methan unter Berücksichtigung eines Strompreises von 5 ct/kWh und 3.000 Volllaststunden veranschlagt. Die Spannbreite ergibt sich aus der Leistungsklasse (bis 5 MW) und des Verfahrenskonzepts (integrierte oder externe Methanisierung). Die spezifischen Erzeugungskosten berücksichtigen allerdings nicht die Kosten der Elektrolyse. Werden diese mit einbezogen muss von ca. 17 – 29 ct/kWh ausgegangen werden. Der spezifische Investitionsaufwand in der Leistungsklasse 1 – 5 MW liegt bei ca. 350 – 650 €/kW Methan (ohne Elektrolyse). Wird in der Leistungsklasse 1 MW die Elektrolyse berücksichtigt steigen die spezifischen Investitionskosten von 650 €/kW Methan auf 3.600 €/kW Methan an. Der Großteil der Erzeugungskosten strombasierten Methans und damit auch das größte Potenzial zur Kostensenkung liegen damit bei der vorgeschalteten Elektrolyse.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Die biologische Methanisierung hat derzeit, sowohl in Deutschland als auch weltweit, keinen Anteil an der Methanbereitstellung, aus der eine zukünftige Wertschöpfung prognostiziert werden könnte. Weiterhin fehlen Daten zu den eingesetzten Mengen und den entsprechenden erzielbaren Preisen für Kohlendioxid. Diese sind wiederum eng an die Ausbauziele der Technologie gekoppelt. Die vorgeschaltete Elektrolyse zur Bereitstellung von Wasserstoff hat, wie bereits bei Kriterium 6 dargestellt, einen enormen Anteil am Endpreis des Methans (egal ob biologische oder thermochemische Methanisierung). Im Falle der biologischen Methanisierung belaufen sich diese auf ca. 6 – 21 % der Gesamterzeugungskosten (Graf et al. 2014).

Auf Grund des geringen Entwicklungsstandes ist es zu früh, weitere Wertschöpfungseffekte wie Arbeitsplatzeffekte, Steuereffekte u. a. m. zu eruieren. Dies kann ab TRL 8 überschlägig berechnet werden und sollte in dementsprechenden Projekten dann auch Berücksichtigung im F&E Bedarf finden.

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Aufgrund der relativ großen Anzahl an inländischen Demonstrationsanlagen bzw. -vorhaben kann Deutschland in diesem Technologiefeld als wettbewerbsfähig bzw. Technologieführer bezeichnet werden. Eine datenbasierte Einschätzung zum Bestand an Demonstrationsanlagen weltweit ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich. Lediglich die Errichtung einer 10 MW Anlage in Ungarn durch die deutsch-dänische Firma Electrochaea kann hier genannt werden (Kempkens 2016; klimaretter.info 2016). In den USA und der Schweiz sollen ähnliche Anlagen geplant sein (Kempkens 2016).

Tab. 4-3 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich der Technologiegruppe biologische Methanisierung

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieser Technologie weltweit?

Technologiegruppe ☐ Technologieführerschaft ☒ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

IEA Daten zum Forschungsbudget für die biologische Methanisierung liegen nicht vor.

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Eine aussagefähige, Scopus basierte Analyse des F&E Outputs sowie von vorliegenden Patenten im Bereich biologische Methanisierung kann nicht vorgenommen werden. Dies liegt vor allem an der heterogenen Terminologie in diesem Forschungsbereich. So werden beispielsweise die Begriffe „biological methanation“ als auch „biomethanation“ sowohl für die Biogasproduktion an sich als auch die biologische Methanisierung verwendet. Weiterhin ist der Begriff Methanisierung durch die unterschiedlichen technischen Möglichkeiten doppelt belegt (thermochemisch und biologisch). Nichtsdestotrotz kann aus subjektiver Erfahrung insbesondere im technisch/ökonomischen Bereich ein großer Anteil an Publikationen und Patenten im europäischen Raum verortet werden. Bei der Prozessentwicklung sowie mikrobiologischen Grundlagen liegt der Schwerpunkt eher auf internationaler Ebene.

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Da die biologische Methanisierung noch keinen Marktanteil hat, liegen keine Daten zur gesellschaftlichen Akzeptanz vor. Es wird aber davon ausgegangen, dass vor allem bei der Kombination von biologischer Methanisierung und Biogas-/ Biomethananlagen die gesellschaftliche Akzeptanz durch die auf Biomasse basierten Verfahren

dominiert wird (siehe *Technologiefeld 1.1: Bioenergie*). Dadurch würde die Akzeptanz der Technik auf Ebene der Gesellschaft und der lokalen Ebene, von der Akzeptanz der Biogasanlagen überlagert werden. Die Marktakzeptanz kann an dieser Stelle auf Grund des geringen Entwicklungsstandes noch nicht eingeschätzt werden.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Daten zur Bewertung dieses Kriteriums liegen nicht vor, sollten aber zum Teil bei den Betreibern von Demonstrationsanlagen (z. B. Electrochaea und MicrobEnergy) verfügbar sein und könnten im Rahmen von Expertengesprächen politischen Entscheidungsträgern verfügbar gemacht werden. Für eine umgehende Bewertung ist es jedoch zu früh.

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Die biologische Methanisierung hängt rohstoffseitig von der Bereitstellung von Wasserstoff, also dem Stromnetz sowie der Bereitstellung von Kohlendioxid ab (z. B. aus Biogas/Biomethananlagen). Für Speicher- und Transportzwecke des erzeugten Methans ist auf Grund der Skaleneffekte eine Anbindung an das Erdgasnetz notwendig.

Tab. 4-4 Abhängigkeit der Technologiegruppe biologische Methanisierung von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Zur Bewertung des Kriteriums Systemkompatibilität wird von einer externen biologischen Methanisierung (siehe Abb. 1-2 auf Seite 11) ausgegangen, da diese die höchsten MBR erzielt und Prozessparameter bestmöglich eingestellt werden können. Die Systemgrenze wird durch den Methanisierungsreaktor inklusive der vorgeschalteten Elektrolyse definiert. Die evtl. notwendige (Zwischen-) Speicherung von Wasserstoff und Kohlendioxid wird nicht betrachtet, ebenso wenig wie die Aufbereitung (Trocknung und Komprimierung) des produzierten Methans.

Teilkriterium 12.1 Rückwirkungen

Je nach Anlagenbestand bzw. Ausbauziel sind Rückwirkungen auf das Stromnetz zu erwarten die sich direkt aus dem Bedarf an Wasserstoff für die Methansynthese ergeben. Die Rückwirkung äußert sich insbesondere durch eine hohe räumliche (Standort der Anlage) als auch zeitlich variable Beanspruchung des Stromnetzes bei

Verwendung von Überschussstrom bzw. kostengünstigem Strom. Eine weitere Rückwirkung ist durch die Einspeisung des erzeugten Methans in das Erdgasnetz zu erwarten. Da die biologische Methanisierung (wie auch alle anderen Technologien zur Erzeugung von Methan aus Kohlendioxid und Wasserstoff) von einem Zusammenwirken von Stromnetz (Wasserstoffbereitstellung), Kohlendioxidquelle und Einspeisepunkt in das Erdgasnetz abhängt, ist die Rückwirkung auf beide Netze (Strom und Gas) immer von starker lokaler Ausprägung.

Teilkriterium 12.2 Anpassungsbedarf

Um eine optimale Ausnutzung dezentraler Kohlendioxidquellen zu ermöglichen, ist evtl. die Bereitstellung von Transportmöglichkeiten für Kohlendioxid notwendig. Dies kann sowohl über Gasleitungen als auch mobil erfolgen (Druck- oder Kühlbehälter). Des Weiteren muss möglicherweise das Stromnetz in Regionen mit hoher Anlagendichte, also tendenziell Regionen mit erhöhtem Kohlendioxidaufkommen (z. B. hohe Dichte an Biogas/Biomethananlagen), angepasst werden.

Teilkriterium 12.3 Wechselwirkungen

Es besteht eine Synergie zwischen biologischer Methanisierung und dem Bestand an Biogas- und Biomethananlagen. Diese sind potentielle Kohlendioxidlieferanten für die Methanisierung. Für die Biogas und Biomethananlagen ergibt sich damit eine neue Verwertungsoption eines bisherigen Reststoffes bzw. Nebenproduktes. Des Weiteren ist mit einer Konkurrenz zwischen biologischer und thermochemischer Methanisierung (Technologiefeld 4.2a) zu rechnen. Beide Technologien sind in der Lage, strombasiertes Methan bereitzustellen, allerdings ist die thermochemische Methanisierung eher für große Anlagen (>100 MW) und die biologische Methanisierung eher für kleine Anlagen im einstelligen MW Bereich geeignet. Die ökonomische bedingte Eignung der biologischen Methanisierung für kleine Anlagengrößen verdeutlicht noch einmal die große Synergie zu Biogas-/ Biomethananlagen.

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

5.1 Biologische Methanisierung

Die biologische Methanisierung ist auf technischer Ebene bereits relativ weit fortgeschritten. Dies zeichnet sich insbesondere durch die in Deutschland vorhandenen Demonstrationsanlagen bzw. -vorhaben aus (siehe Tab. 2-1 auf Seite 14). Damit ist die Vorlaufzeit zur Entwicklung marktreifer Technologien, ausgehend vom derzeitigen Technologieansatz, eher gering einzuschätzen. Trotz oder gerade wegen der schnellen Entwicklung existieren aber noch Herausforderungen bei der Verbesserung der Wasserstoffeinbringung in die Flüssigphase sowie der Optimierung des Mikrobioms (z. B. Erhöhung der Zelldichte). Insbesondere die Verbesserung der Wasserstoffeinbringung birgt ein Potenzial zur Leistungsoptimierung bei hohem technischem Risiko. Aus wirtschaftlicher Sicht bestehen hohe Risiken bezüglich des Wasserstoffpreises und damit bezüglich der Kostenentwicklung sowie des Flexibilisierungspotenzials der vorgeschalteten Elektrolyse. Weiterhin ist noch relativ unklar, wie der erhöhte Bedarf an konzentriertem Kohlendioxid sich auf dessen Bereitstellungskosten und damit auf die Erzeugungskosten für strombasiertes Methan auswirkt. Die derzeit verfügbaren Mengen an Kohlendioxid aus biogenen Quellen (Biogas- und Biomethananlagen sowie der Bioethanolherstellung) reichen aus um den in Tab. 4-1 (Seite 21) dargestellten Methanbedarf abzudecken. Allerdings trifft dies nicht bei der vermehrten Verwendung von strombasiertem Methan für den Langstreckentransport bzw. unter Berücksichtigung anderer Klimaschutzszenarien (z. B. Purr et al. 2016) zu. Derartige Szenarien bedürfen der Bereitstellung wesentlich größerer Mengen an konzentriertem Kohlendioxid, die eine Erhöhung des Preises bewirken. Zur besseren Bewertung der Klimaeffizienz der biologischen Methanisierung ist die Erarbeitung von Treibhausgasbilanzen verschiedenster Technologie- und Bereitstellungsszenarien von Methan mittels biologischer Methanisierung notwendig. Weiterhin fehlt es an detaillierten Kosten-, Wertschöpfungs- sowie Akzeptanzanalysen.

5.2 Bioelektrochemische Methanisierung

Trotz der fehlenden detaillierten Bewertung der bioelektrochemischen Methanisierung aufgrund des niedrigen TRL 3 und dem dadurch bedingtem hohen technischem als auch wirtschaftlichem Risiko erfolgt eine kurze abschließende Zusammenfassung des F&E Bedarfs dieser Technologie. Einerseits ist Grundlagenforschung im Bereich Mikrobiologie sowie geeigneter Elektrodenmaterialien notwendig, um die Interaktion zwischen Mikroorganismen und Kathoden besser zu verstehen bzw. nutzen zu können. Im Bereich der anwendungsorientierten Forschung müssen Reaktorkonzepte inklusive Strategien zur Einbringung von Kohlendioxid erarbeitet werden. Längerfristig sind eine entsprechende Leistungsoptimierung sowie die Demonstration im Labor und Technikums-Maßstab notwendig. Im Vergleich mit der biologischen Methanisierung besitzt die bioelektrochemische Methanisierung den Vorteil, dass kein Wasserstoff mittels Elektrolyseur bereitgestellt werden muss und somit Kosten für die Elektrolyse sowie die Zwischenspeicherung und Einbringung von Wasserstoff gegebenenfalls eingespart werden können.

Literaturverzeichnis

- Bauer, C.; Lebuhn, M.; Gronauer, A. (2009): Mikrobiologische Prozesse in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. No. 12/2009. Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL).
http://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/publikationen/daten/schriftenreihe/p_36964.pdf
- Bayrisches Landesamt für Umwelt (2007): Biogashandbuch Bayern - Materialienband - LfU Bayern.
<http://www.lfu.bayern.de/energie/biogashandbuch/index.htm>. Letzter Zugriff: 30 Januar 2017.
- Bischofsberger, W.; Dichtl, N.; Rosenwinkel, K.-H.; Seyfried, C.-F.; Böhnke, B. (2004): Anaerobtechnik (2. vollst. überarb. Aufl. 2005.). Berlin: Springer.
- Clauwaert, P.; Verstraete, W. (2009): Methanogenesis in membraneless microbial electrolysis cells. *Applied Microbiology and Biotechnology* 82 (5) 829–836.
- Deutsche Energieagentur (2017): Pilotprojekte im Überblick.
http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/?no_cache=1. Letzter Zugriff: 21 März 2017.
- Deutzmann, J. S.; Spormann, A. M. (2016): Enhanced microbial electrosynthesis by using defined co-cultures. *The ISME Journal*.
- Dotzauer, M.; Hennig, C.; Lenz, V.; Brosowski, A.; Trommler, M.; Barchmann, T.; et al. (2016): Entwicklung der Biomasseverstromung bei Fortschreibung der aktuellen EEG-Vergütung (EBFE). Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. <http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22400815.pdf>. Letzter Zugriff: 12 Januar 2017.
- FNR (Hrsg.) (2013): Leitfaden Biogas (6. Aufl.). Gülzow: FNR.
- Geppert, F.; Liu, D.; van Eerten-Jansen, M.; Weidner, E.; Buisman, C.; ter Heijne, A. (2016): Bioelectrochemical Power-to-Gas: State of the Art and Future Perspectives. *Trends in Biotechnology* 34 (11) 879–894.
- Gerardi, M. H. (Hrsg.) (2003): *The Microbiology of Anaerobic Digesters*. John Wiley & Sons, Inc.
- Götz, M.; Lefebvre, J.; Mörs, F.; McDaniel Koch, A.; Graf, F.; Bajohr, S.; Reimert, R.; Kolb, T. (2016): Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy* 85 (2016) 1371–1390.
- Götz, M.; McDaniel Koch, A.; Graf, F. (2014): State of the Art and Perspectives of CO₂ Methanation Process Concepts for Power-to-Gas Applications. International Gas Union Research Conference, Copenhagen.
- Graf, F.; Krajete, A.; Schmack, U. (2014): Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas Konzepten. Abschlussbericht. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- Guss, H.; Pertagnol, J.; Hauser, E.; Wern, B.; Frank, B.; Gärtner, S.; Rettenmaier, N.; Reinhardt, G. (2016): Biogas – Quo vadis? Saarbrücken: IZES gGmbH.
http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/ST_15_065.pdf. Letzter Zugriff: 08 Juni 2017.
- Hermann, H.; Emele, L.; Loreck, C. (2014): Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien. Berlin: Öko-Institut e.V.
<https://www.oeko.de/oekodoc/2005/2014-021-de.pdf>

- Jud, G.; Schneider, K.; Bachofen, R. (1997): The role of hydrogen mass transfer for the growth kinetics of *Methanobacterium thermoautotrophicum* in batch and chemostat cultures. *Journal of Industrial Microbiology and Biotechnology* 19 (4) 246–251.
- Kempkens, W. (2016): Mit Mikroorganismen: Größte Power-to-Gas-Anlage der Welt entsteht in Ungarn. <http://www.wiwo.de/technologie/green/tech/mit-mikroorganismen-groesste-power-to-gas-anlage-der-welt-entsteht-in-ungarn/1488258.html>. Letzter Zugriff: 08 Februar 2017.
- klimatetter.info (2016): Ungarn baut größte PtG-Anlage. <http://www.klimatetter.info/energie/nachricht/22388-ungarn-baut-groesste-ptg-anlage>. Letzter Zugriff: 08 Februar 2017.
- Koch, C.; Harnisch, F. (2016): What Is the Essence of Microbial Electroactivity? *Frontiers in Microbiology* 7.
- Koch, C.; Kuchenbuch, A.; Kretzschmar, J.; Wedwitschka, H.; Liebetrau, J.; Müller, S.; Harnisch, F. (2015): Coupling electric energy and biogas production in anaerobic digesters - impacts on the microbiome. *RSC Advances* 5 (40) 31329–31340.
- Lehmphul, K. (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050 - Studie. Umweltbundesamt. <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/treibhausgasneutrales-deutschland-im-jahr-2050-o>. Letzter Zugriff: 09 Juni 2017.
- Luo, G.; Angelidaki, I. (2013a): Co-digestion of manure and whey for in situ biogas upgrading by the addition of H₂: process performance and microbial insights. *Applied Microbiology and Biotechnology* 97 (3) 1373–1381.
- Luo, G.; Angelidaki, I. (2013b): Hollow fiber membrane based H₂ diffusion for efficient in situ biogas upgrading in an anaerobic reactor. *Applied Microbiology and Biotechnology* 97 (8) 3739–3744.
- Manfred Fischedick; Karin Arnold; Andreas Pastowski; Dietmar Schüwer; Jörg Adolf; Christoph H. Balzer; Jürgen Louis; Uwe Schabla (2017): Shell Wasserstoff-Studie. Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H₂. Hamburg: Shell Deutschland Oil GmbH. http://www.shell.de/medien/shell-publikationen/shell-hydrogen-study/_jcr_content/par/toptasks_370b.stream/1489059270371/3b3513150a5aa809612026308e78b02122c05c928d42506984dae157bb6523fb/shell-wasserstoff-studie.pdf
- Nishimura, N.; Kitaura, S.; Mimura, A.; Takahara, Y. (1992): Cultivation of thermophilic methanogen KN-15 on H₂-CO₂ under pressurized conditions. *Journal of Fermentation and Bioengineering* 73 (6) 477–480.
- Pauss, A.; Andre, G.; Perrier, M.; Guiot, S. R. (1990): Liquid-to-Gas Mass Transfer in Anaerobic Processes: Inevitable Transfer Limitations of Methane and Hydrogen in the Biomethanation Process. *Applied and Environmental Microbiology* 56 (6) 1636–1644.
- Purr, K.; Osiek, D.; Lange, M.; Adlunger, K. (2016): Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/integration-von-power-to-gaspower-to-liquid-in-den>

- Rittmann, S.; Seifert, A.; Herwig, C. (2012): Quantitative analysis of media dilution rate effects on *Methanothermobacter marburgensis* grown in continuous culture on H₂ and CO₂. *Biomass and Bioenergy* 36(0)293–301.
- Robert Socolow; Michael Desmond; Roger Aines; Jason Blackstock; Olav Bolland; Tina Kaarsberg; et al. (2011): Direct Air Capture of CO₂ with Chemicals - A Technology Assessment for the APS Panel on Public Affairs. APS Panel on Public Affairs.
<https://www.aps.org/policy/reports/assessments/upload/dac2011.pdf>
- Schröder, U.; Harnisch, F.; Angenent, L. T. (2015): Microbial electrochemistry and technology: terminology and classification. *Energy & Environmental Science*.
- Thauer, R.; Jungermann, K.; Decker, K. (1977): Energy-conservation in chemotrophic anaerobic bacteria. *Bacteriological Reviews* 41 (1) 100–180.
- Xu, H.; Wang, K.; Holmes, D. E. (2014): Bioelectrochemical removal of carbon dioxide (CO₂): An innovative method for biogas upgrading. *Bioresource Technology* 173 (0) 392–398.
- Youngsukkasem, S.; Chandolias, K.; Taherzadeh, M. J. (2015): Rapid biomethanation of syngas in a reverse membrane bioreactor: Membrane encased microorganisms. *Bioresource Technology* 178 (0) 334–340.
- Zhen, G.; Kobayashi, T.; Lu, X.; Xu, K. (2015): Understanding methane bioelectrosynthesis from carbon dioxide in a two-chamber microbial electrolysis cells (MECs) containing a carbon biocathode. *Bioresource Technology* 186 (2015) 141–148.